RIIB 0018

ÉNERGIE NB

ÉTUDE DES BESOINS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ENTRE 1988 ET 2002

91-07141/

ÉTUDE DES BESOINS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

ENTRE 1988 ET 2002

LE 11 JANVIER 1989

ÉTUDE DES BESOINS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ENTRE 1988 ET 2002

TABLE DES MATIÈRES

		PAGE
I.	RÉSUMÉ ET CONCLUSIONS	1
II.	OBJECTIFS GÉNÉRAUX.	4
III.	LA SITUATION DANS SON ENSEMBLE.	7
IV.	POSSIBILITÉS D'EXPANSION.	17
V.	PLAN DE DÉVELOPPEMENT DU PARC DE PRODUCTION	37

I. RÉSUMÉ ET CONCLUSIONS

INTRODUCTION

Énergie NB entreprend une autre phase de son plan de production avec la mise en marche du projet de construction d'une centrale au charbon de 450 MW à Belledune, dont l'entrée en exploitation est prévue pour 1993.

Ce document a été rédigé pour faire suite aux directives émises par le ministère des Affaires municipales et de l'Environnement relativement à l'étude d'impact sur l'environnement associée au projet de Belledune. Il donne un aperçu des différents projets réalisés au cours des cinq dernières années, depuis la mise en service de Point Lepreau 1 en 1983, et explique comment la nouvelle tranche au charbon de 450 MW s'inscrira dans le plan d'ensemble d'Énergie NB.

SURVOL HISTORIQUE

La planification, la conception, la construction et la mise en service des centrales électriques s'étalent sur un grand nombre d'années. C'est pourquoi Énergie NB a commencé dès 1985 à élaborer un plan d'ensemble visant à assurer une production fiable et rentable de l'électricité nécessaire pour satisfaire les besoins sans cesse croissants de la province. Selon la projection établie pour les années 1990, il fallait entreprendre une étude d'impact sur l'environnenent et des plans techniques vers la fin des années 80.

À la fin de 1985 et au début de 1986, il a été établi que, si l'on identifiait des débouchés financièrement intéressants pour écouler une partie de la production d'une nouvelle tranche, la construction d'une puissante tranche au charbon (500 MW) pourrait constituer une solution de production d'électricité économique pour le début des années 1990. On a alors élaboré des plans et estimé les coûts pour une tranche de 500 MW, dont la moitié de la production serait vendue à l'extérieur de la province. Les propositions faites aux compagnies d'électricité de la Nouvelle-Angleterre n'ont pu aboutir en raison de l'état problématique de l'offre et de la demande dans cette région des États-Unis.

Au début de 1987, alors que la charge provinciale n'avait cessé d'augmenter au cours des trois années précédentes, Énergie NB a étudié la faisabilité d'un projet à plus petite échelle, qu'elle pourrait entreprendre seule dans un laps de temps plus court, la date de la fin des travaux étant prévue pour 1991. C'est à ce moment qu'elle a proposé d'implanter une tranche au charbon de 200 MW à Grand Lake, sur le site d'une centrale existante. Cette nouvelle tranche devait être alimentée avec du charbon à forte teneur en soufre extrait dans la région et acheminé à l'heure actuelle par chemin de fer jusqu'à Dalhousie.

Parallèlement, Énergie NB envisageait d'acheter de l'électricité à Hydro-Québec, de façon à satisfaire les besoins prévus pour 1991 et assurer une source d'électricité plus économique pendant cette période.

En novembre 1987, Hydro-Québec et Énergie NB signaient un protocole d'entente relatif à l'achat d'énergie et de puissance, par cette dernière, entre 1988 et 1994. Le contrat, conclu en mars 1988, libérait Énergie NB de la nécessité d'augmenter sa capacité de production et lui permettait donc de reporter la mise en service d'une nouvelle centrale au moment où son entente avec Hydro-Québec viendrait à échéance.

On a donc immédiatement entrepris la conception et les plans techniques préliminaires d'un projet de centrale au charbon de 400 MW, dont la mise en service est prévue pour 1993. La tranche ainsi projetée, dont la capacité de production a été augmentée à 450 MW dans le cadre du processus d'offres, fait l'objet du présent rapport.

CENTRALE AU CHARBON DE 450 MW

La tranche envisagée s'est trouvée constituer la plus économique de toutes les solutions étudiées. Il est proposé, à condition d'obtenir toutes les autorisations voulues à cet effet, de construire à Belledune, sur la baie des Chaleurs, une centrale dont l'approvisionnement par mer serait assuré tout au long de l'année. Le charbon à faible teneur en soufre choisi comme combustible pour cette centrale est facile à obtenir de plusieurs sources d'approvisionnement dans le monde, et ce, à des prix concurrentiels.

Cette tranche fournirait la puissance supplémentaire nécessaire et contribuerait en outre à réduire l'utilisation par Énergie NB de mazouts lourds importés, dont les coûts ont toujours été très instables.

Les critères qui ont présidé à la sélection de ce site, l'étude d'impact sur l'environnement de la centrale et le rôle joué par cette tranche dans le programme de limitation des émissions de SO_2 d'Énergie NB sont présentés dans des documents connexes.

PLAN DE DÉVELOPPEMENT DU PARC DE PRODUCTION

L'implantation d'une centrale au charbon de 450 MW s'inscrit dans un plan de développement du parc de production suffisamment flexible pour offrir plusieurs choix à l'avenir tout en satisfaisant les objectifs premiers de la stratégie de développement d'Énergie NB. Elle permettra de fournir régulièrement de l'électricité à des prix concurrentiels tout en constituant un risque financier acceptable et en entraînant des répercussions acceptables sur l'environnement.

Le plan global de développement du parc de production mis sur pied par Énergie NB se présente de la façon suivante:

- Conversion d'une tranche de Coleson Cove de manière à pouvoir l'alimenter avec de l'Orimulsion et installation d'un dispositif de désulfuration des gaz de combustion. Les plans techniques et l'étude d'impact sur l'environnement sont en cours. La date de mise en service est fixée à 1991.

- Implantation d'une centrale au charbon de 450 MW à Belledune. Cette tranche, alimentée avec du charbon à faible teneur en soufre, devrait être mise en service en 1993.

- Implantation d'une tranche au charbon de 150 à 200 MW à Grand Lake, dotée d'un dispositif de désulfuration, en 1994.

- Modification de l'alimentation de la tranche 2 de Dalhousie, qui devrait passer du charbon du Nouveau-Brunswick au charbon importé à faible teneur en soufre en 1994.

- Projet d'une nouvelle centrale qui serait implantée en 1997 ou 1998. Il pourrait s'agir soit d'une deuxième tranche au charbon de 450 MW à Belledune, soit d'une deuxième tranche nucléaire à Point Lepreau, selon la viabilité financière de chacune et les dates de mise en service souhaitées.

II. OBJECTIFS GÉNÉRAUX

Énergie NB est une société d'État créée en 1920 en vertu d'une loi adoptée par l'Assemblée législative. Cette loi donne à Énergie NB la responsabilité de produire et de transporter l'électricité dans la province du Nouveau-Brunswick, de façon à satisfaire les besoins de la population, et plus précisément:

"L'objet, l'esprit et le but de la présente loi est d'assurer la fourniture continue de l'énergie suffisante pour répondre aux besoins de la province, d'en permettre le développement futur et de promouvoir l'économie et l'efficacité de la génération, distribution, fourniture, vente et utilisation de l'énergie".

L'application d'un tel mandat implique que l'on tienne compte de plusieurs facteurs dans le choix des futures installations destinées à satisfaire les besoins en électricité de la province. Il faut notamment envisager les effets à court et à long termes sur les coûts de l'énergie, la fiabilité de l'approvisionnement, les risques courus par l'entreprise et sa capacité de financement. Il convient d'assurer un équilibre entre ces différents facteurs lorsque vient le temps de faire des choix.

Le mandat confié à Énergie NB comporte trois grands objectifs: A. Prix concurrentiels; B. Approvisionnement sûr; C. Risques financiers acceptables. De plus, Énergie NB doit réaliser ces objectifs tout en se conformant aux règlements provinciaux sur l'environnement.

A. PRIX CONCURRENTIELS

L'un des principaux objectifs d'Énergie NB consiste donc à maintenir les tarifs aussi bas et aussi concurrentiels que possible comparativement aux autres provinces canadiennes. Il s'agit là d'un but difficile à atteindre compte tenu des maigres ressources tant hydro-électriques que pétrolifères ou carbonifères du Nouveau-Brunswick comparativement à d'autres régions du Canada.

Bien qu'ils soient les plus bas des Maritimes, les tarifs en vigueur à l'heure actuelle au Nouveau-Brunswick restent néanmoins plus élevés que la moyenne canadienne. Ceci, ajouté à l'importance relative de la consommation d'électricité du Nouveau-Brunswick comparativement à d'autres provinces, fait de ce premier objectif un facteur-clé de la mise au point d'un plan de développement du parc de production.

Si l'on compare par province la quantité d'énergie, exprimée en kilovattheures, nécessaire pour produire un dollar de production provinciale brute, le Nouveau-Brunswick se situe à 30 % environ au-dessus de la moyenne canadienne et vient en troisième place pour ce qui est de l'importance de la quantité d'énergie requise à cet effet. Ceci résulte bien entendu de la prépondérance des industries primaires grosses consommatrices d'énergie, telles que les industries forestière et minière.

Le prix de l'électricité concerne également les particuliers. Les abonnés d'Énergie NB en sont, en effet, également les propriétaires. Énergie NB cherche donc à offrir des tarifs stables et bas, de façon à protéger les consommateurs des incertitudes engendrées par les fluctuations des coûts du combustible, des charges et des conditions économiques susceptibles de survenir à l'avenir. C'est en gardant ces différents facteurs à l'esprit qu'Énergie NB a élaboré son plan de développement de son parc de production.

B. FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT

Énergie NB doit implanter et entretenir des sources de production d'électricité capables de satisfaire des besoins sans cesse croissants. La fiabilité de l'approvisionnement comporte les deux grands aspects suivants: fiabilité de l'approvisionnement en combustibles et maintien d'une réserve de puissance suffisante. Il faut toujours tenir compte du premier objectif (soit assurer des tarifs concurrentiels) lorsque l'on cherche à atteindre le deuxième.

L'énergie fournie par Énergie NB pour satisfaire les besoins de la province en 1987-1988 se répartissait comme suit:

Production nucléaire	28 %
Production hydro-électrique	17 %
Production thermique (charbon)	3 %
Importations	28 %
Production thermique (mazout)	24 %

La diversification des sources de production et des types de combustible permet d'assurer un approvisionnement sûr. Les sources utilisées actuellement par Énergie NB sont bien diversifiées. Toutefois, la diminution des importations en provenance du Québec se traduira par une dépendance accrue à l'égard du mazout.

La meilleure façon d'aborder cette question consiste apparemment à prévoir de nouvelles centrales à alimentation flexible et à transformer certaines des tranches existantes pour qu'elles puissent elles aussi être alimentées avec plusieurs types de combustibles. De plus, il faut situer les nouvelles tranches sur des sites permettant un approvisionnement par mer tout au long de l'année. Le Nouveau-Brunswick, dont les côtes sont relativement importantes, se prête bien à cette stratégie.

En conséquence, la flexibilité permettant une alimentation par plusieurs combustibles constitue le deuxième facteur-clé à considérer pour planifier le parc de production.

Pour assurer une production fiable, une entreprise d'électricité doit en outre pouvoir compter sur les réseaux avec lesquels elle a des interconnexions pour obtenir de l'énergie quand le besoin s'en fait sentir: Énergie NB doit donc continuer d'utiliser ses interconnexions de grande capacité pour s'assurer de satisfaire les besoins du Nouveau-Brunswick.

C. RISQUES FINANCIERS

Enfin, on compte au nombre des trois principaux objectifs la nécessité de ne pas prendre de risques financiers non acceptables. Énergie NB est une société d'importance moyenne desservant une population de 750 000 habitants. Ses obligations financières risquent de devenir lourdes pour la capacité financière de la province, et c'est un point dont il faut tenir compte dans l'élaboration d'un plan de développement.

Les risques financiers les plus importants sont généralement associés aux projets d'immobilisation et aux contrats à long terme. En acceptant de trop gros risques, la société peut limiter sa capacité d'atteindre ses autres grands objectifs. Et, ici encore, il convient d'établir un équilibre entre les risques financiers à prendre et l'objectif de maintenir des tarifs électriques compétitifs.

III. LA SITUATION DANS SON ENSEMBLE

A. HISTORIQUE

Avant d'examiner la situation actuelle d'Énergie NB et la planification qui lui permettra de relever tous les défis identifiés d'ici les 15 prochaines années, il convient de souligner l'histoire récente de cette société à la lumière de ses trois grands objectifs (coûts concurrentiels, fiabilité de l'approvisionnement et risques financiers acceptables). Les 15 dernières années ont été le théâtre de grands bouleversements, dans le cadre desquels bien des facteurs externes ont compliqué la tâche de la compagnie relativement à la réalisation de ses objectifs. On peut affirmer, sans exagérer, que le prix du combustible et les taux d'intérêts n'ont été raisonnables qu'au cours des trois dernières années.

Énergie NB a établi ses principales interconnexions avec le Québec, la Nouvelle-Écosse et la Nouvelle-Angleterre avant le dernier grand cycle d'expansion de son parc de production, survenu entre 1972 et 1982. La société a ainsi pu construire de grosses tranches, et donc réaliser des économies d'échelle, et exporter sa production excédentaire par le biais de ses interconnexions à des conditions intéressantes. Les ventes en participation ont permis de transférer à d'autres compagnies une partie du fardeau et des risques financiers impliqués par la construction de ces puissantes tranches pendant la période initiale jusqu'à ce qu'Énergie NB soit à même de les absorber.

Ces importants projets d'expansion ont été mis en branle à un moment où les charges augmentaient considérablement, soit de 10 % par an en moyenne. La fiabilité de l'approvisionnement constituait alors une préoccupation majeure pour la société, dans le cadre de son objectif visant à satisfaire la demande provinciale. Les centrales et la date de leur mise en branle sont indiqués dans le tableau ci-dessous.

Date de mise en branle	Centrale	Alimentation
1972	Coleson Cove (1 000 MW)	Mazout
1974	Point Lepreau (630 MW)	Nucléaire
1974	Dalhousie II (200 MW)	Charbon/mazout
1974	Mactaquac 5 et 6 (200 MW)	Hydraulique

Les énormes augmentations du prix du pétrole survenues à plusieurs reprises pendant cette période ont constitué l'un des facteurs les plus gênants pour Énergie NB. Il s'agissait, et il s'agit encore, d'un problème grave pour les nombreuses sociétés productrices d'électricité nord-américaines qui n'ont accès à aucune ressource de rechange domestique. La première de ces augmentations, survenue en 1973, a été suivie d'une série de hausses de prix successives en 1976, 1980 et 1983. Entre le début 1973 et la

fin 1985, les prix étaient passés de 1,60 $ à 27,50 $ le baril (en dollars américains), c'est-à-dire qu'ils s'étaient multipliés par 18. La tension occasionnée par ces prix abusifs ne s'est pas relâchée avant 1986.

Dès le début de ces augmentations, Énergie NB a intégré dans sa planification une stratégie qui réduit sa dépendance à l'égard du pétrole. Les projets entrepris depuis cette époque consistent dans l'aménagement de centrales soit nucléaire ou hydro-électriques, soit alimentées au charbon. La société a récemment pris d'autres mesures pour réduire sa consommation de mazout: elle a notamment élevé le bassin d'amont de Mactaquac de trois pieds en 1985 et entrepris la construction d'une seconde interconnexion de 500 MW avec le Québec en 1986.

La hausse des prix du pétrole survenue entre 1973 et 1985 a néanmoins constitué un obstacle de taille à la réalisation des objectifs financiers d'Énergie NB. Même si la construction d'une centrale nucléaire et d'attaches avec le Québec lui a permis de réduire sa consommation de mazout, et donc les effets directs de cette situation, la société n'a pu éviter un important effet indirect qui n'a cessé de s'intensifier jusqu'à l'effondrement des prix, en 1986. En effet, Énergie NB avait acheté à Hydro-Québec de l'énergie, dont le coût a été évalué à 80 % du combustible ainsi remplacé dans son réseau (essentiellement du mazout). La conversion des centrales pour qu'elles puissent être alimentées avec un autre combustible que le mazout est donc considérée comme la solution qui permettra à la société de se soustraire aux effets tant indirects que directs des fluctuations du prix du pétrole.

L'augmentation du prix du pétrole a en outre été responsable d'une inflation rampante et de la hausse des taux d'intérêt (supérieurs à 10 %) qui ont nui à l'économie nord-américaine vers la fin des années 70 et le début des années 80. Ces facteurs sont à l'origine des importantes augmentations des coûts de construction des centrales implantées durant cette période, qui se sont répercutés sur les coûts de production d'Énergie NB. Ce n'est que récemment que la société a pu renégocier ses emprunts, onéreux, et en contracter de nouveaux, plus intéressants. De plus, dans le cas de Point Lepreau, le problème causé par la modification de la réglementation sur les centrales nucléaires, plus particulièrement à la suite de l'incident de Three Miles Island en 1979, s'est ajouté à celui de l'augmentation des coûts d'immobilisation.

La morosité du climat économique a en outre eu comme effet secondaire de provoquer une certaine turbulence dans les marchés financiers. L'insécurité ainsi engendrée, ajoutée au fait que le marché des capitaux canadiens ne connaissait pas encore l'essor qu'il a pris aujourd'hui, a contraint les sociétés productrices d'électricité, dont Énergie NB, à se tourner vers les marchés de capitaux étrangers pour financer une grande partie de leur plan d'expansion. La dépendance intensive à l'égard des taux de change sur les marchés étrangers est vite devenue un problème majeur, et ce, d'autant plus que le taux du dollar canadien n'a cessé de diminuer pendant 10 ans. Ce n'est que récemment qu'il a commencé à remonter.

Les interconnexions dont dispose Énergie NB se sont révélées de précieux atouts. Elles lui ont permis de transférer une grande partie (35 à 40 %) des coûts et des risques financiers entraînés par la construction de ses plus grosses centrales, Point Lepreau et Coleson Cove, aux compagnies d'électricité américaines par le biais de contrats de ventes de participation. C'est ainsi qu'elle a pu atteindre son objectif relatif aux risques financiers en réalisant des économies d'échelle inhérentes aux grosses centrales.

Les bénéfices tirés des ventes et les avantages procurés par les achats d'énergie interruptible se sont accrus de façon considérable, permettant ainsi à la société de créer un coussin dont l'effet s'est fait sentir sur les tarifs d'électricité de la province, puisqu'au bout du compte c'est Énergie NB qui a absorbé toutes les conséquences des facteurs négatifs mentionnés plus haut. La société a donc pu réaliser son objectif relatif au maintien de tarifs peu élevés, que les interconnexions lui ont permis de maintenir entre 13 à 17 % plus bas qu'ils ne seraient sans elles.

L'augmentation des tarifs électriques d'Énergie NB dans les années 80 est extrêmement satisfaisante comparativement aux autres compagnies d'électricité canadiennes. Si les tarifs en vigueur au Nouveau-Brunswick restent plus élevés que la moyenne canadienne, Énergie NB a cependant accompli des progrès importants à cet égard, depuis 1980, tout en réussissant à améliorer sa situation financière pendant la même période.

Ces progrès sont particulièrement nets depuis avril 1985. Pendant cette période, la société n'a pas augmenté ses tarifs provinciaux. Les circonstances défavorables qui prévalaient antérieurement ont disparu. Le prix du pétrole s'est effondré en 1986 et semble vouloir rester relativement stable, du moins à court terme. Les taux d'intérêt canadiens ont baissé et sont maintenant inférieurs à 10 %, bien qu'ils restent très fluctuants. Le dollar canadien a repris de la vigueur depuis la fin de 1986. Les charges, qui s'étaient diminuées pendant la récession de 1982, s'accroissent rapidement.

C'est donc dans une situation nettement plus florissante qu'Énergie NB peut maintenant se tourner vers l'avenir.

B. SITUATION ACTUELLE

L'élaboration d'un plan de développement du parc de production à long terme doit tenir compte d'un grand nombre de paramètres et de prévisions, et notamment: de l'énergie disponible et de la demande, des possibilités d'importations et d'exportations d'énergie, des estimations de coûts, des prix des combustibles et des coûts d'exploitation.

Nous indiquerons ici les principaux paramètres dont nous avons tenu compte pour établir le plan de développement futur d'Énergie NB.

1. Prévision des charges (1988)

On prévoit que la croissance globale de la demande en électricité pour les consommateurs de la province passera de 11 751 millions KWh (1988-1989) à 17 598 millions de KWh d'ici 2002-2003, ce qui constitue un taux de croissance global de 2,7 % par an. Parallèlement, la demande de pointe horaire devrait augmenter de 2,8 % par an, c'est-à-dire passer de 2 336 à 3 519 MW d'ici janvier 2003.

On trouvera les détails de ces prévisions dans le document intitulé "Prévisions des charges 1988". Ces chiffres tiennent compte des efforts d'économies d'énergie. En ce qui a trait aux prévisions des charges, donc, les chiffres déterminants sont ceux relatifs à la charge qui devra être satisfaite par les nouvelles sources de production d'électricité.

2. Possibilités d'importations d'énergie

La possibilité d'importer de l'énergie a toujours constitué un facteur déterminant dans le cadre du plan d'expansion d'Énergie NB. Cette dernière a pris diverses mesures, au cours des 15 dernières années, pour renforcer ses interconnexions avec les sociétés des provinces ou états voisins, dans le but d'importer ou d'exporter de l'énergie.

C'est avec Hydro-Québec qu'Énergie NB a établi son interconnexion la plus importante et la plus puissante à ce jour.

Hydro-Québec a prévu que la quantité d'énergie interruptible excédentaire qu'elle pourrait exporter diminuerait en raison des efforts de commercialisation tant au Québec qu'aux États-Unis. L'expérience récente vient confirmer cette prévision. En fait, si ce n'était du contrat de vente d'énergie et de puissance signé en 1988 entre Énergie NB et la société québécoise, la première n'aurait à sa disposition qu'une quantité minime d'énergie à importer du Québec. Ce contrat expire en 1994, après quoi les 350 MW qu'Énergie NB se procure auprès d'Hydro-Québec devront provenir d'autres sources.

3. Possibilités d'exportation d'énergie

Au cours des quelques dernières années, les exportations d'énergie ont contribué à maintenir les tarifs électriques payés par les consommateurs du Nouveau-Brunswick à un niveau bas. Les exportations d'énergie d'économie en direction de l'Île-du-Prince-Édouard, de la Nouvelle-Écosse et de la Nouvelle-Angleterre ont été les plus avantageuses. Le maintien et l'expansion de ces marchés continueront à bénéficier aux consommateurs du Nouveau-Brunswick. La concurrence accrue à cet égard, particulièrement de la part d'Hydro-Québec, a toujours exigé, et continuera de le faire, des efforts soutenus de la part d'Énergie NB. Dans le but de renforcer sa position sur les marchés d'exportation, la compagnie a opté pour une stratégie de ventes à long terme, impliquant la signature de contrats de ventes garanties tout en renforçant ses voies de transport.

(a) NEPOOL (Nouvelle-Angleterre)

La Nouvelle-Angleterre constitue, et de loin, le plus gros marché d'exportation potentiel de l'énergie produite au Nouveau-Brunsvick. En 1987-1988, Énergie NB a exporté quelque 5 300 millions de KWh/an dans cette région. La pénétration d'Hydro-Québec en Nouvelle-Angleterre risque de réduire la quantité d'énergie que nous serons capables de vendre à cette dernière, et donc les bénéfices qui en découlent.

Toutefois, les compagnies d'électricité de cette région sont actuellement incapables de construire de nouvelles centrales en raison de la réglementation en vigueur et des effets de la Public Utilities Regulatory Policy Act (PURPA). En conséquence, elles envisagent d'autres possibilités, telles que l'achat d'électricité à des producteurs privés, l'implantation de turbines à gaz, la remise en état de vieilles centrales, la co-production et l'achat d'énergie aux sociétés canadiennes.

Bien que ces solutions ne correspondent pas forcément aux choix que ces entreprises préfèreraient faire à long terme, les règlements émis par la Public Utility Commission les incitent à agir dans ce sens, puisque seuls les coûts de production de l'énergie et les dépenses d'investissement "prudentes" peuvent être facturés aux consommateurs, alors que les dépenses en capital non conformes à ces exigences doivent se faire aux dépens des actionnaires des compagnies.

Dans cette perspective, les possibilités d'exportations canadiennes dans les années 1990 sont vastes. Hydro-Québec, Énergie NB et Nova Scotia Power Corporation poursuivent toutes les trois des contrats de vente avec la Nouvelle-Angleterre pour les années 1990. Hydro-Québec, notamment, s'est engagée à fournir de l'énergie et de la puissance garanties dans cette région tout au long de la décennie à venir.

La Nouvelle-Écosse a, pour sa part, proposé d'exporter de l'électricité produite à l'aide de charbon au moyen d'une liaison sous-marine vers le Maine. Bien qu'il s'agisse là d'une solution très coûteuse, la faisabilité de ce projet dépendra des développements technologiques et des conditions du marché.

Énergie NB continue à vendre environ 550 MW d'énergie à la Nouvelle-Angleterre, en vertu de contrats en vigueur et notamment de contrats à court terme conclus récemment relativement à la vente de 120 MW de puissance pour 1988/1989. Elle négocie activement avec diverses compagnies d'électricité dans l'espoir de prolonger la durée de certains de ces contrats et de conclure des ententes à long terme. Toutefois, le climat qui prévaut à l'heure actuelle en est un d'attente. Car les questions qui se posent en Nouvelle-Angleterre ne pourront trouver de réponses qu'avec le temps. Ce sont les questions suivantes:

- Quand la centrale nucléaire de Seabrook sera-t-elle mise en service?

- Les charges seraient-elles supérieures ou inférieures aux prévisions?

- Les projets de co-production assureront-ils une source d'énergie fiable?

- Dans quelle mesure les économies d'énergie contribueront-elles efficacement à réduire les besoins de production?

- L'opinion publique permettra-t-elle le maintien des centrales nucléaires existantes en Nouvelle-Angleterre?

- La création de puissantes interconnexions canadiennes risque-t-elle d'engendrer des problèmes pour les réseaux électriques?

Compte tenu de toutes ces incertitudes, il est difficile pour les entreprises électriques de la Nouvelle-Angleterre de s'engager à acheter de l'énergie au Canada à long terme. Pour conserver une position dynamique sur ce marché, Énergie NB doit donc assurer une présence continue en présentant des offres concurrentielles.

(b) Île-du-Prince-Édouard

Depuis l'installation d'un câble sous-marin de 100 MW en 1977, Énergie NB satisfait la majeure partie des besoins en électricité de l'Île-du-Prince-Édouard, par le biais de ventes d'énergie interruptible et de ventes d'énergie et de puissance garanties, ainsi que par l'entente de copropriété touchant 10 % de la tranche 2 de la centrale de Dalhousie.

Énergie NB a en outre conclu une nouvelle entente avec cette province en 1988. En vertu de ce contrat, qui entrait en vigueur en novembre 1988 et expirera en octobre 1994, la société s'est engagée à fournir jusqu'à 50 MW de puissance garantie et jusqu'à environ 600 millions de KWh d'énergie par an.

Pour l'instant, l'Île-du-Prince-Édouard n'a pas encore pris de décision relativement à la manière dont ses besoins en énergie allaient être satisfaits après 1994. Énergie NB s'est donné pour objectif de demeurer un fournisseur concurrentiel pour cette province.

(c) Nouvelle-Écosse

La Nouvelle-Écosse n'est pas considérée comme un marché potentiel dans la mesure où elle prévoit de se doter d'une centrale qui serait alimentée avec son propre charbon. On suppose donc que les possibilités d'exportation dans cette province seront minimes.

C. BESOINS DE PRODUCTION

Énergie NB tient compte de deux grands critères pour planifier ses besoins d'énergie de réserve provinciaux et donc pour déterminer son échéancier d'implantation de nouvelles centrales. Elle doit en effet évaluer avec exactitude la quantité d'énergie dont elle peut disposer par le biais de ses puissantes interconnexions et l'apport de son énergie hydro-électrique, limitée, pour maintenir un réseau suffisamment fiable.

L'application de ces critères aux prévisions des charges et des ressources établies par cette dernière permet de prévoir l'échéancier d'implantation des nouvelles tranches. Le tableau III-1 donne le sommaire des résultats des calculs effectués par Énergie NB pour comparer les ressources disponibles aux prévisions des charges en 1988. Il tient compte du dernier contrat signé avec Hydro-Québec avec toutes ses options d'achat de puissance, ainsi que de l'augmentation de la puissance, restreinte à l'heure actuelle, de la tranche de Coleson Cove à sa puissance totale et de l'implantation d'une turbine à gaz de 30 MW sur l'île de Grand Manan, mais il ne comprend pas les augmentations de la production au-delà de 1989.

TABLEAU III-1

ÉNERGIE NB - BILAN DES RESSOURCES ET DES CHARGES

Exercice	Excédent/manque MW
1988-89	172
1989-90	157
1990-91	55
1991-92	170
1992-93	179
1993-94	104
1994-95	(275)
1995-96	(355)
1996-97	(433)
1997-98	(511)
1998-99	(588)
1999-00	(679)
2000-01	(772)
2001-02	(866)
2002-03	(959)

D'après ce tableau, il faudra mettre une nouvelle centrale en service d'ici 1994, et les besoins évalués pour la prochaine décennie s'élèvent à près de 1 000 MW.

La nécessité d'implanter une tranche de 450 MW résulte de l'augmentation de la charge et de l'expiration du contrat de fourniture de 350 MW par Hydro-Québec en octobre 1994. En fait, ce contrat prévoit la possibilité de diminuer nos achats pendant l'année qui précède son expiration, au cas où la tranche de 450 MW serait effectivement mise en service à la date prévue. Cette option ajoute de la flexibilité à notre échéancier et nous permettra de prévoir un éventuel retard par rapport à la date prévue, si le besoin s'en fait sentir.

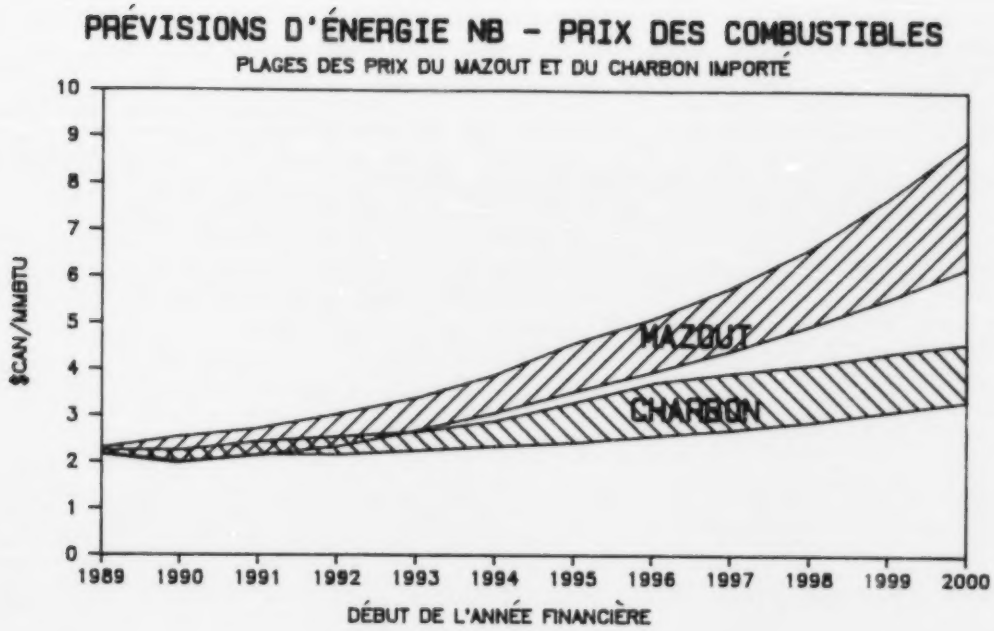
D. PRÉVISIONS RELATIVES AU COMBUSTIBLE

Le prix qu'Énergie NB devra payer à l'avenir pour le combustible constitue le critère le plus difficile à évaluer dans le cadre de la planification de la production. Cette question a fait l'objet d'études approfondies au cours des dernières années, surtout depuis l'effondrement du prix du pétrole à la fin 1985 et en 1986.

Les coûts de production d'Énergie NB varient en fonction du prix du pétrole importé, puisque 46 % de l'énergie produite ou achetée pour les besoins de la province en 1987-1988 dépendaient du prix du pétrole.

La figure III-1 illustre les prévisions actuelles d'Énergie NB relativement aux coûts du combustible, du charbon et du mazout lourd. Ces projections se fondent sur les renseignements les plus récents que nous ont fournis Data Resources Incorporated et Petroleum Economics Ltd, les deux consultants engagés par la société pour établir les prévisions relatives au combustible. Le charbon et le mazout lourd sont aujourd'hui très concurrentiels en raison de l'effondrement récent du prix du pétrole. Mais, tandis que ces derniers sont en passe de remonter, les prix du charbon, qui ont toujours été bas, sont censés se maintenir.

FIGURE III-1



E. QUESTIONS RELATIVES À L'ENVIRONNEMENT

Énergie NB est soumise à la réglementation émise par le ministère des Affaires municipales et de l'Environnement du Nouveau-Brunswick en ce qui a trait à toutes les questions relatives à l'environnement. La compétence du ministère s'étend tant à la construction qu'à l'exploitation des installations de production, de transport et de distribution d'énergie de la société ainsi qu'à l'exploitation de sa filiale, NB Coal Ltd.

Dans le but de se conformer à la législation pertinente, Énergie NB suit un programme d'étude d'impact sur l'environnement approfondi pour chaque projet de construction important. Dans le cadre de ce programme, elle tient des audiences publiques lors desquelles elle soumet son projet, si le gouvernement l'exige. L'étude d'impact sur l'environnement relative à la tranche de 450 MW envisagée fait l'objet d'un rapport distinct. Nous la passerons donc sous silence ici.

Le ministère des Affaires municipales et de l'Environnement émet des permis d'exploitation pour les centrales, qui font l'objet d'une surveillance périodique. Ces permis précisent les conditions d'exploitation et les seuils à ne pas franchir pour protéger l'environnement, relativement, par exemple, aux émissions atmosphériques ou aux effluents.

Les émissions d'oxyde de soufre, d'azote et de carbone et leurs effets sur la qualité de l'air ambiant ainsi que sur les dépôts acides, sur de courtes et de longues distances, constituent actuellement des préoccupations à plusieurs égards. Le problème le plus urgent, et de loin, au Nouveau-Brunsvick est lié aux précipitations acides dues aux émissions de SO_2 produites par les centrales électriques. Dans le but de réduire la quantité de ces émissions au Canada, les gouvernements provinciaux et fédéral ont conclu une entente visant à réduire les émissions atmosphériques dans les sept provinces de l'est du Canada. Les seuils établis tiennent compte des quantités de SO_2 produites en 1980. L'entente sur les dioxydes de soufre conclue entre le Canada et le Nouveau-Brunsvick a porté à 185 000 tonnes le seuil maximal de ces émissions en 1994; le seuil fixé pour Énergie NB se situe à 130 000 tonnes.

Tous les règlements relatifs à l'environnement indiquent des limites dont Énergie NB doit tenir compte pour planifier et exploiter ses installations. La plupart d'entre eux se répercutent directement sur la conception et le coût de chacune des installations et doivent être respectés pour chacune d'entre elles. S'il doit s'appliquer dans le cadre de chacun des projets envisagés, le seuil de SO_2 fixé pour 1994 constitue en fait une contrainte globale pour l'ensemble du réseau. C'est pour cette raison qu'il a joué un rôle essentiel dans le cadre du plan d'expansion mis au point par Énergie NB.

IV. POSSIBILITÉS D'EXPANSION

Dans le cadre des études effectuées au cours des dernières années, on a examiné les nombreuses possibilités qui s'offraient pour fournir de l'électricité au Nouveau-Brunswick et à son réseau d'interconnexions. L'élaboration du plan de développement d'Énergie NB pour les quinze prochaines années dépend, en grande partie, de variables qui échappent au pouvoir de cette société, telles que le prix du combustible, les taux d'intérêt et d'indexation ainsi que les nouveaux règlements sur la protection de l'environnement. La flexibilité des solutions de production futures, associée au maintien de tarifs stables, constitue la meilleure façon d'envisager l'avenir. C'est pourquoi nous présentons l'éventail de solutions prévues en examinant dans quelle mesure elles nous permettront de réaliser les objectifs suivants:

- Fournir de l'électricité en quantité suffisante pour satisfaire les besoins projetés pour le Nouveau-Brunswick.
- Améliorer la fiabilité du système en réduisant la dépendance à l'égard du pétrole importé.
- Assurer des avantages économiques pour les abonnés d'Énergie NB et la province toute entière.
- Se conformer à toutes les normes relatives à la protection de l'environnement.

Les différentes possibilités de développement se répartissent en quatre grandes catégories: A. les interconnexions; B. l'implantation de nouvelles centrales; C. les conversions; D. la gestion des charges. Nous aborderons ensuite les questions relatives à l'environnement (E) et formulerons un résumé des différentes possibilités (F).

A. INTERCONNEXIONS

Énergie NB a mis au point de puissantes interconnexions qui relient son réseau à celui d'autres compagnies productrices d'électricité tant au Canada qu'aux États-Unis. Ces interconnexions continuent à jouer un rôle important dans le plan de développement à long terme de l'entreprise. Les avantages des ventes de participation et des ventes ou achats d'énergie excédentaire ont contribué à stabiliser les tarifs imposés aux abonnés provinciaux.

Le maintien et l'expansion de ces interconnexions occupent une place importante dans le plan de développement d'Énergie NB.

1. Hydro-Québec

Énergie NB exploite à l'heure actuelle deux attaches à courant continu et deux attaches radiales avec Hydro-Québec, dont la puissance réelle s'élève à environ 1 000 MW au total. Énergie NB achète depuis longtemps à Hydro-Québec de l'énergie de remplacement du combustible, à 80 % du coût de production de l'énergie ainsi remplacée.

Elle cherchera à maintenir un niveau élevé de ses importations d'électricité en provenance d'Hydro-Québec tant que les prix pratiqués par cette société seront concurrentiels avec d'autres solutions d'approvisionnement. Toutefois, les surplus d'électricité d'Hydro-Québec, qu'Énergie NB achète depuis longtemps, ont diminué et devraient continuer à décroître. L'implantation par Hydro-Québec d'interconnexions qui la relient à New York et à la Nouvelle-Angleterre ne nous laisse qu'un accès restreint aux surplus disponibles.

Il reste donc au Nouveau-Brunswick la possibilité soit de réduire ses importations d'énergie de remplacement du combustible en provenance du Québec, soit de négocier des contrats d'achat d'énergie, avec ou sans puissance, à des prix plus élevés.

Les deux sociétés se rencontrent régulièrement pour examiner les besoins futurs d'Énergie NB en matière d'énergie et de puissance. Les réunions qui ont eu lieu à l'été et à l'automne de 1987, dans le cadre desquelles on a abordé le projet de vente d'énergie relative à la phase II de NEPOOL mis de l'avant par Hydro-Québec, se sont soldées par la signature d'un contrat adapté aux besoins d'Énergie NB pour la période comprise entre 1988 et 1994.

(a) Contrat signé avec Hydro-Québec (1988-1994)

Les besoins d'énergie de réserve d'Énergie NB, projetés en 1987, engendreront des besoins de puissance garantie d'ici 1990. L'une des façons les plus rentables de satisfaire ces besoins consistait à acheter de l'énergie à Hydro-Québec.

C'est exactement ce qu'a fait l'entente, prévoyant à la fois l'achat d'énergie garantie et avec l'option d'achat de puissance, conclue entre la société québecoise et Énergie NB en 1988.

En vertu de ce contrat, Hydro-Québec s'est en effet engagée à nous fournir environ 3 500 millions de KWh par an jusqu'au mois d'octobre 1992 et 2 600 millions de KWh entre novembre 1992 et octobre 1994. Cette quantité d'énergie permet à Énergie NB de compenser la perte d'énergie de remplacement, en déclin à l'heure actuelle, qui nous a longtemps été fournie par Hydro-Québec. Elle diminue la dépendance d'Énergie NB à l'égard du pétrole ainsi que les quantités d'émissions de SO_2.

En vertu de ce contrat, Hydro-Québec s'engage en outre à nous fournir 50 MW de puissance, à compter du mois de novembre 1988, et à accroître cette quantité jusqu'à 350 MW d'ici la date d'expiration du contrat. Cette augmentation graduelle vise à permettre à Énergie NB de satisfaire les besoins identifiés pour la période terminée en 1994.

Le contrat nous donne également la possibilité de réduire nos achats de puissance en 1994. Cette clause permettra à Énergie NB de planifier la construction d'une nouvelle tranche pour 1993 et de s'assurer de sa mise en service en 1994, au plus tard.

Les prix pratiqués par Hydro-Québec aux termes de ce contrat prévoient une indexation proportionnelle à l'augmentation du prix du charbon, ce qui, dans une certaine mesure, protège Énergie NB contre les fluctuations du prix du pétrole.

(b) Achat à long terme

Hydro-Québec a offert de fournir à long terme tant de l'énergie que de la puissance à Énergie NB ainsi qu'à d'autres compagnies d'électricité nev-yorkaises et de la Nouvelle-Angleterre. Les prix fixés visent à couvrir les coûts qu'occasionnerait à Hydro-Québec la nécessité de produire de l'énergie plus tôt que prévu pour pouvoir honorer ces contrats et sont calculés de la même façon que les coûts du cycle de vie d'une durée de 30 ans d'une centrale thermique au charbon. Les contrats proposés pour Central Maine Power et pour Vermont Utilities, qui doivent respectivement entrer en vigueur en 1992 et 1990, le deuxième prévoyant la vente de puissance à long terme, constituent un parfait exemple de l'offre d'Hydro-Québec.

Énergie NB a examiné la solution consistant à acheter de la puissance à long terme à Hydro-Québec dans les conditions énoncées ci-dessus. Ce type de contrat permettrait au réseau d'Énergie NB de satisfaire ses besoins d'énergie et de puissance garantie, moyennant un facteur de puissance de 75 %, établis chaque semaine par l'acheteur. Il irait en outre dans le sens des objectifs consistant à dépendre de moins en moins du pétrole, d'une part, et à respecter les normes relatives à l'environnement, d'autre part.

Toutefois, les coûts d'une telle solution sont plus élevés que ceux de la construction d'une centrale au charbon par Énergie NB. De plus, cette solution ne présenterait aucun avantage socio-économique pour le Nouveau-Brunswick dans la mesure où elle n'impliquerait pas plus la création d'emplois dans le secteur de la construction que d'emplois permanents liés à l'exploitation. C'est pour ces raisons qu'une entente de ce type avec Hydro-Québec n'est pas considérée comme une solution satisfaisante pour l'instant. Néanmoins, Énergie NB maintiendra ses liens avec Hydro-Québec et se réserve la possibilité de recourir à cette solution à l'avenir.

2. Nouvelle-Angleterre

Les entreprises d'électricité de la Nouvelle-Angleterre sont et continueront d'être les principaux clients à l'exportation d'Énergie NB. Cette dernière a toujours tiré des bénéfices considérables des interconnexions établies avec la Nouvelle-Angleterre et cherchera donc à maintenir ses liens avec cette région des États-Unis à l'avenir.

La capacité actuelle des interconnexions établies avec le sud de la Nouvelle-Angleterre s'élève à environ 700 MW. Les limites de transport imposées pour l'instant ainsi que les problèmes de stabilité du réseau engendrés par l'aménagement de très puissantes interconnexions entre Hydro-Québec et la Nouvelle-Angleterre laissent prévoir la nécessité de renforcer les interconnexions entre le Nouveau-Brunswick et cette dernière.

Depuis quelques temps, Énergie NB et des entreprises d'électricité de la Nouvelle-Angleterre envisagent la construction d'une deuxième interconnexion de 345 KV, qui partirait du Nouveau-Brunswick pour traverser l'État du Maine. Elle accroîtrait ainsi la capacité de transport vers les marchés du sud de la Nouvelle-Angleterre, apportant du même coup une éventuelle solution aux problèmes de stabilité du réseau découlant de l'importance des exportations d'énergie dans cette région des États-Unis.

La première phase de l'interconnexion envisagée consisterait à aménager des lignes de transport depuis Point Lepreau, au Nouveau-Brunswick, jusqu'au sud de Bangor, à Orrington, dans le Maine. Cet aménagement permettrait d'améliorer la stabilité du réseau de transport établi dans le nord-est de l'Amérique du nord et d'intervenir lorsque le réseau québécois est aux prises avec un imprévu. Il augmenterait la capacité totale de transport d'énergie du Nouveau-Brunswick à la Nouvelle-Angleterre d'environ 300 MW, ce qui porterait cette capacité à 1 000 MW au total. Enfin, il pourrait élargir l'accès aux marchés du sud de cette région, qui sont plus importants, pour les exportations d'Énergie NB.

Le maintien des ventes en participation de la centrale nucléaire de Point Lepreau I compte au nombre des possibilités d'exportation qui s'offrent à Énergie NB. Le contrat actuel de ventes en participation de 130 MW expirera en 1991; toutefois il est question de le prolonger jusqu'en 1993 avec des ventes de 100 MW et jusqu'en 1994 avec des ventes de 50 MW. Il serait avantageux de maintenir et d'augmenter les ventes de cette centrale, d'autant plus qu'une telle solution permettrait de réduire les risques financiers, advenant le cas où elle éprouverait des difficultés.

Énergie NB peut également envisager de vendre en participation l'énergie produite par l'une quelconque de ses nouvelles tranches. Le partage des coûts de construction, d'exploitation et d'entretien de ces dernières serait avantageux pour les abonnés d'Énergie NB. On obtiendra un bénéfice maximal lorsque le montant des ventes en participation sera en harmonie avec les besoins d'Énergie NB et la taille de la tranche en cause, qu'il s'agisse de la centrale de Point Lepreau ou de toute autre nouvelle centrale. Cette formule permet principalement d'augmenter progressivement la capacité de

production des nouvelles tranches tout en réalisant les économies d'échelle permises par une grosse centrale.

Énergie NB a déjà offert à certaines entreprises d'électricité de la Nouvelle-Angleterre de leur vendre en participation 600 MW de puissance et d'énergie, produites tant par Point Lepreau que par les nouvelles tranches au charbon, pendant une période de 10 à 20 ans. Elle a en outre proposé l'aménagement d'une nouvelle interconnexion de 345 KV afin de permettre d'augmenter au besoin les 600 MW prévus dans l'offre initiale. Bien que cette dernière constitue un complément intéressant à cet égard, il est à noter qu'elle n'est pas essentielle à la vente en participation de 600 MW, dans la mesure où le réseau actuel suffit parfaitement pour transporter une telle quantité d'énergie.

3. Île-du-Prince-Édouard

Pour l'instant, l'Île-du-Prince-Édouard a pris toutes les mesures nécessaires pour satisfaire ses besoins d'ici 1994. Par contre, l'expiration à cette date du contrat qu'elle a signé avec Énergie NB la laissera démunie.

La solution la plus rentable pour l'Île-du-Prince-Édouard pour alimenter ses besoins consistera probablement à participer à la construction de nouvelles centrales d'Énergie NB. Cette dernière est prête à faire face à une telle éventualité. La demande prévue d'ici 1994 est relativement faible, puisqu'elle n'équivaut même pas au taux de croissance projeté pour une année au Nouveau-Brunswick. Au pire, ces ventes se traduiraient par la nécessité pour Énergie NB d'avancer d'un an l'échéancier de production prévu pour la fin des années 90.

B. NOUVELLES INSTALLATIONS DE PRODUCTION

Le principal but poursuivi par Énergie NB dans son programme d'implantation de nouvelles sources de production consiste à construire des centrales sûres, fiables et rentables. C'est pourquoi elle a l'intention d'aménager des centrales aussi peu coûteuses que possible, mais capables d'assurer la fiabilité du réseau.

Les ventes en participation aux entreprises interconnectées, associées à chacune des tranches concernées, constituent le meilleur moyen d'implanter de grandes centrales dans un réseau relativement modeste, jusqu'à ce que celui-ci soit en mesure d'absorber la production de toutes les tranches exploitées. L'autre solution consiste à retarder la construction de telles centrales jusqu'à ce que toute leur production puisse être utilisée au moment de leur mise en service et à acheter l'énergie nécessaire en attendant.

1. Nouvelles tranches de 450 MW alimentées au charbon

Les tranches d'environ 450 MW alimentées au charbon seront rentables et adaptées au réseau d'Énergie NB dans les années 1990. Elles seront situées de manière à pouvoir être approvisionnées en charbon importé par transport maritime. Énergie NB a le choix entre plusieurs sites, notamment sur la baie de Fundy et sur la baie des Chaleurs. Le choix du site de chaque centrale dépendra, au bout du compte, des options d'expansion choisies ainsi que d'autres variables propres à chacun des sites.

Les chaudières de ces tranches seront conçues de façon à pouvoir brûler diverses sortes de charbons disponibles sur le marché international. Le combustible sera transporté par de gros charbonniers océaniques, afin que le charbon reste concurrentiel avec les autres combustibles et que les approvisionnements soient raisonnablement fiables.

Les émissions atmosphériques de ces nouvelles tranches seront limitées grâce à l'utilisation de charbon à faible teneur en soufre, ce qui évitera l'achat de coûteux équipements de désulfuration des gaz de combustion. On s'assurera, dès la phase de conception, que tous les règlements pertinents sur l'environnement pourront être respectés.

2. Tranche alimentée avec le charbon du Nouveau-Brunswick

À l'heure actuelle, Énergie NB produit de l'électricité à partir du charbon du Nouveau-Brunswick. En 1987-1988, environ 7 % de l'ensemble de l'énergie produite au Nouveau-Brunswick provenait de centrales alimentées avec ce charbon. Or, en raison de sa forte teneur en soufre, ce combustible a contribué pour près de 50 % à la totalité des émissions atmosphériques de dioxyde de soufre (SO_2) produites par Énergie NB.

On peut se fonder sur les taux d'émissions de SO_2 par million de KWh d'énergie produite pour évaluer les différents combustibles. D'après cette méthode de calcul, les centrales alimentées au charbon du Nouveau-Brunswick sont celles qui produisent le plus d'émissions de SO_2, soit quatre fois plus que celles alimentées avec du mazout à 2,75 % de soufre et sept fois plus que celles alimentées avec du charbon importé à 1 % de soufre. Les énergies nucléaire, hydroélectrique et achetée ne produisent aucune émission de SO_2.

Afin de se conformer au seuil spécifié de 130 000 tonnes d'émissions de SO_2 d'ici 1994, Énergie NB devra soit cesser d'utiliser le charbon du Nouveau-Brunswick, soit mettre au point une méthode acceptable et économique de supprimer une grande partie de ces émissions.

Les méthodes de limitation des émissions de SO_2 sont nombreuses et variées. Nous mentionnerons notamment la désulfuration des gaz de combustion au moyen d'épurateurs ainsi que de nouvelles techniques de combustion, telles que la combustion en lit fluidisé ou le lavage du charbon avant sa combustion.

D'après une étude de ces méthodes, la désulfuration par épurateurs et la combustion en lit fluidisé sont les seules techniques utilisables dans le cas du charbon du Nouveau-Brunswick pour le moment. Elles ne sont pas encore parfaitement au point dans le cas des charbons à forte teneur en soufre. On procède actuellement à de plus amples tests à la centrale pilote de Chatham dans le but de déterminer si l'on pourrait recourir à l'avenir à la combustion en lit fluidisé dans de plus grosses chaudières.

À l'heure actuelle, les centrales de Grand Lake et Dalhousie 2 sont alimentées avec du charbon du Nouveau-Brunswick. La consommation de ce charbon s'élève à 500 kilotonnes par an depuis quelques années. On en expédie en moyenne 350 kilotonnes par an de Grand Lake à la centrale de Dalhousie. Le transport se fait par chemin de fer; il est onéreux, et ajouté aux coûts d'exploitation minière, il augmente considérablement le coût du charbon du Nouveau-Brunswick, qui devient difficilement concurrentiel avec les autres charbons disponibles.

En supposant qu'il faut maintenir l'industrie houillère au Nouveau-Brunswick, Énergie NB estime que la construction d'une tranche au charbon à proximité immédiate de la mine, à Grand Lake, contribuerait à résoudre trois problèmes actuels. Elle permettrait en effet:

- de réduire les coûts d'exploitation de la tranche alimentée en charbon du Nouveau-Brunswick en éliminant les frais de transport par chemin de fer;

- d'alimenter la tranche 2 de Dalhousie en charbon importé à faible teneur en soufre, ce qui limiterait la quantité d'émissions atmosphériques dans un bassin atmosphérique sensible;

- d'ajouter une source de production d'énergie, dans la partie centrale du réseau de transport où il y en a un grand besoin.

La nouvelle tranche 9 de Grand Lake, qui compte au nombre des possibilités envisageables, sera de 150 et 200 MW. Il pourrait s'agir d'une tranche classique alimentée au charbon pulvérisé, dotée soit d'un dispositif de désulfuration des gaz de combustion, soit d'un système de combustion en lit fluidisé.

Cette solution a été sérieusement envisagée pour 1991 avant la signature du contrat avec Hydro-Québec. Elle était alors séduisante pour deux raisons: la taille de la centrale et le moment de sa construction. Cependant, les incertitudes associées aux techniques de désulfuration et les avantages financiers du contrat signé avec Hydro-Québec ont incité Énergie NB a la remettre à plus tard. Un délai de trois ou quatre ans devrait en effet permettre de régler la question de la désulfuration et permettre à Énergie NB de choisir la méthode la plus rentable pour désulfurer les émissions de la combustion du charbon du Nouveau-Brunswick.

3. La solution nucléaire

Énergie NB continue à considérer les centrales nucléaires comme une solution viable à long terme pour le Nouveau-Brunswick. Les avantages qu'elles présentent sont les suivants: stabilité des coûts de production, réduction des besoins en combustibles fossiles domestiques, effets sur l'environnement faciles à maîtriser et importants avantages d'ordre socio-économique.

Le principal désavantage de l'énergie nucléaire pour Énergie NB réside dans l'importance des investissements qu'elle exige et donc dans les risques financiers qui en découlent. C'est pour cette raison, ajoutée à la taille relativement importante des tranches les plus petites disponibles à l'heure actuelle, soit 635 MW, que la société a décidé de recourir à la méthode de ventes en participation pour un tiers de la tranche existante de Lepreau, et ce, en partageant tous les risques avec les acheteurs américains.

Pour ces mêmes raisons, Énergie NB n'envisage de construire une seconde tranche de 635 MW à Lepreau, pour satisfaire la demande provinciale, qu'après l'an 2000. Les activités de Maritime Nucléaire, fondée par Énergie atomique du Canada Limitée (EACL) en 1983, et le projet subséquent d'implantation d'une deuxième tranche à Point Lepreau, ont été entièrement orientés vers un projet d'exportation. Les habitants du Nouveau-Brunswick ne devaient pas assumer les risques financiers associés à la construction de cette tranche ni recevoir une partie de sa production.

La tranche 2 de 635 MW de Point Lepreau s'est avérée non commercialisable auprès des États de la Nouvelle-Angleterre à l'heure actuelle. La raison première de cette situation réside dans l'incapacité des compagnies d'électricité de ces États d'engager des dépenses importantes au bénéfice de leurs abonnés, dans un climat législatif où la tendance est de faire supporter le fardeau financier à leurs actionnaires. Toutefois, la centrale nucléaire en soi est généralement apparue comme une solution séduisante.

En 1986, EACL a proposé d'étudier la possibilité d'implanter un réacteur CANDU de plus petite taille afin de satisfaire les besoins de la province. Première de ce genre, la nouvelle centrale était conçue de façon plus simple et était plus facile à construire et à exploiter que les précédentes. Elle exigeait en outre des dépenses en capital moins considérables.

Énergie NB considère le réacteur CANDU 3, dont la conception a été révisée et la taille réduite, comme une possibilité intéressante pour la province. Toutefois, la société reste convaincue qu'elle ne peut envisager des dépenses en capital aussi considérables, même réduites, pas plus que les risques financiers associés à la construction d'un prototype de réacteur CANDU 3. C'est pourquoi elle a décidé que ce projet devrait être remanié de façon à ne pas présenter plus de risques financiers, pour le Nouveau-Brunswick, que la construction des centrales au charbon envisagées.

En admettant que le projet soit remanié de façon satisfaisante, la centrale nucléaire ne saurait constituer une solution de rechange pour la première tranche de 450 MW au charbon projetée dans la mesure où elle ne pourrait être construite avant 1995-1996. La tranche II de Lepreau pourrait donc constituer une solution de rechange pour la deuxième tranche au charbon envisagée.

Les coûts du cycle de vie d'une tranche de 450 MW seraient à peu près identiques, qu'elle soit nucléaire ou alimentée au charbon.

4. Projets hydro-électriques

Le potentiel d'expansion des ressources hydro-électriques du Nouveau-Brunswick est limité. La capacité de production hydro-électrique d'Énergie NB, qui s'élève actuellement à 865 MW, atteint un facteur de puissance annuel d'environ 30 %. Les centrales hydro-électriques sont essentiellement utilisées pour satisfaire la demande de pointe, sauf pendant la période de crue, qui s'étend d'avril à juin. L'hydro-électricité présente l'avantage de limiter les émissions de SO_2 et la dépendance à l'égard du mazout, mais elle n'est pas assez fiable en hiver.

Le dernier projet hydro-électrique d'Énergie NB a consisté à élever de trois pieds le bassin d'amont du barrage de Mactaquac. Bien que d'autres projets fassent périodiquement l'objet d'études, aucun ne s'est avéré concurrentiel, financièrement parlant, avec les autres solutions envisagées.

Afin de brosser un tableau complet de la situation, nous présenterons ici les solutions de production d'énergie hydro-électrique qui restent envisageables au Nouveau-Brunswick.

(a) Morrell

Le site de Morrell, sur le fleuve Saint-Jean, juste au nord du confluent de la rivère Aroostook et de ce dernier, pourrait donner lieu à l'aménagement d'une centrale de 140 MW, avec un facteur de puissance annuel de 35 % compte tenu du débit moyen de la rivière. Elle serait exploitée à peu près de la même manière que la centrale de Beechwood. L'un des principaux avantages de cette solution réside dans la capacité du réservoir de Morrell d'échelonner le déversement des glaces du cours supérieur du fleuve Saint-Jean dans le réservoir de Beechwood. Cette caractéristique, qui permettrait de retenir les glaces du fleuve Saint-Jean jusqu'à ce que la couche de glace du réservoir de Beechwood soit considérablement affaiblie par le débit croissant du fleuve, réduirait la possibilité de formation d'éventuelles embâcles dans la région de Perth-Andover. La modélisation informatisée du comportement des glaces à montré que l'eau du fleuve aurait monté dix pieds moins haut dans la ville de Perth-Andover pendant l'inondation de 1987 s'il y avait eu un barrage à Morrell.

Ce site pourrait faire l'objet d'un projet distinct ou encore d'un projet intégré au réaménagement de la centrale de Grand-Sault. Comme projet distinct, il ne permettra pas de satisfaire les besoins de production soutenus d'Énergie NB en raison de la quantité d'énergie limitée qu'il pourrait fournir pendant la période de pointe hivernale.

(b) Réaménagement de la centrale de Grand-Sault

Le réaménagement de la centrale de Grand-Sault est un projet particulièrement intéressant pour Énergie NB en raison de la grande quantité d'énergie que cette centrale pourrait alors produire. On réaménagerait cette dernière, sans toutefois modifier le niveau d'exploitation du bassin d'amont, en construisant une nouvelle tranche dont la puissance installée s'élèverait à 300 MW, ce qui permettrait d'élever la capacité de production totale annuelle de la centrale de 558 millions de MWh, en moyenne. Si l'on élevait le bassin de retenue de 20 pieds, la centrale pourrait alors produire annuellement 655 millions de MWh en moyenne, pour une même puissance installée. Une grosse partie de cette énergie supplémentaire serait produite pendant la période de crue de la rivère, soit pendant les mois d'avril à juin. Cette solution permettrait de remplacer une quantité substantielle de l'énergie produite à partir de combustibles fossiles et réduirait les émissions de SO_2. Toutefois, elle n'aiderait guère à faire face à la demande de pointe hivernale, surtout si celle-ci se maintient pendant un certain temps.

(c) Projet d'aménagement intégré de Morrell et Grand-Sault

Cette solution globale visant à accroître et à améliorer le potentiel hydro-électrique du tronçon supérieur du fleuve Saint-Jean nécessiterait l'installation d'un système d'accumulation par pompage à Grand-Sault. On construirait, à proximité de la centrale existante, une nouvelle centrale qui abriterait des pompes-turbines réversibles d'une capacité de 3 à 100 MW, et comprendrait un nouvel ouvrage de prise, un tunnel sous pression et un réservoir d'expansion distinct de celui qui existe déjà. Il faudrait également construire un barrage à Morrell afin que le réservoir inondé puisse servir de bassin de stockage en période de pompage à partir de Grand-Sault.

Cet aménagement intégré permettrait de produire 320 MW d'énergie exportable, avec un facteur de puissance quotidien de 30 %. La méthode d'accumulation par pompage permettrait d'augmenter le débit naturel du fleuve afin de garantir la production d'énergie, pour qu'elle soit vendable. Il ne faudra recourir au pompage que pendant 25 % du temps environ, en un an, pour maintenir la production au niveau voulu.

L'utilisation du débit naturel du fleuve permettrait au projet intégré de produire 868 millions de KWh/an à Grand-Sault et 430 millions KWh/an à Morrell, ce qui représente au total 1 298 millions de KWh/an. Afin de garantir un facteur de puissance de 30 %, même lorsque le débit est faible, il faudra pomper une quantité d'eau suffisante pour obtenir une puissance de 232 millions de KWh/an, pour pouvoir produire les 177 millions de KWh/an nécessaires à la vente de l'énergie.

Des études complémentaires sur le projet d'aménagement intégré sont en cours de façon à déterminer les effets du surélèvement du bassin d'amont de Grand-Sault et à évaluer quel serait le meilleur site pour le barrage de Morrell, ainsi que pour indentifier les meilleures techniques de construction, l'échéancier le plus adéquat, la puissance de la tranche, les effets du projet sur l'environnement, la modélisation du système et de la mise en marché, ainsi que toutes les autres questions pertinentes. Ces études permettront d'établir les fondements de l'évaluation financière du projet d'aménagement intégré ainsi que d'évaluer sa viabilité à cet égard.

(d) Rivière-Verte

Le projet de Rivière-Verte ferait lui aussi appel à la technique d'accumulation par pompage. La centrale serait située à environ deux milles en amont de Deuxième Sault, centrale hydro-électrique appartenant à Edmundston. Elle nécessiterait l'aménagement d'un lac de 17 milles de long et produirait annuellement quelque 130 000 MWh au moyen de 2 tranches de 80 MW.

On procéderait à une accumulation saisonnière. L'eau stockée pendant les crues de printemps servirait à alimenter la centrale pendant les mois de décembre à mars, c'est-à-dire pendant la période où le débit de la rivière est le plus faible et la demande de pointe la plus élevée. La centrale fonctionnerait en outre tout au long de l'année; l'eau accumulée par pompage l'alimenterait de façon qu'elle produise de l'énergie chaque jour pendant les deux heures (ou plus) de demande de pointe. L'eau ainsi utilisée serait pompée dans le réservoir de Deuxième Sault (situé en aval de Rivière-Verte) durant la nuit, période où l'énergie est à moindre coût car il s'agit d'heures creuses.

On persiste à considérer le projet de Rivière-Verte comme un projet d'avenir, mais la date exacte de son implantation dépendra des avantages financiers qu'il présente comparativement à d'autres solutions ainsi que du taux de croissance de la demande.

(e) Énergie marémotrice

L'aménagement d'une centrale marémotrice dans la baie de Fundy fait l'objet d'études périodiques depuis les 20 dernières années. Une étude récente de ce projet d'une envergure considérable indique qu'il ne sera envisageable qu'après l'an 2000, au plus tôt, étant

donné l'importance des investissements et la durée de construction qu'il nécessiterait.

La nature cyclique de l'énergie produite par une telle centrale ne permettrait pas de satisfaire la demande identifiée pour le Nouveau-Brunswick. Il faudrait envisager une exploitation conjointe par les réseaux du Nord-est pour pouvoir utiliser efficacement cette centrale de 2 000 MW.

(f) Petites centrales hydro-électriques

Diverses études ont permis d'identifier un certain nombre de sites capables de fournir une énergie hydro-électrique de remplacement du combustible tout en permettant à Énergie NB de se tenir au courant des progrès technologiques accomplis dans le domaine des petites centrales.

Les centrales de ce type ne génèrent des profits que tard dans leur cycle de vie. On envisagera de tels projets au moment où ils apparaîtront rentables financièrement.

(g) Autres possibilités

Les autres aménagements hydro-électriques envisageables par Énergie NB sont les suivants:

- Aménager une installation d'accumulation par pompage à la centrale existante de Tobique, de façon à accroître, dans une large mesure, l'efficacité du parc de production dans son ensemble.

- Aménager de nouveaux réservoirs et aggrandir ceux qui existent déjà de façon à accroître la capacité de production pendant les périodes où le débit des rivières est faible.

Toutes ces éventuelles solutions font l'objet d'évaluations visant à vérifier leur capacité de satisfaire les besoins du réseau pendant de brèves périodes de temps ainsi que de fournir une énergie de remplacement du mazout. Il s'agit ici d'établir un équilibre entre les effets d'implantation et les effets économiques avec la possibilité d'assurer une source d'énergie qui permettrait d'éliminer davantage le recours au pétrole.

Compte tenu des coûts de l'énergie de remplacement projetés à l'heure actuelle, ces projets ne permettent pas de satisfaire les besoins de la province à court terme de façon rentable. Ils pourraient cependant devenir intéressants dans le cadre de ventes d'exportation en participation.

5. Nouvelles centrales au mazout

L'implantation de nouvelles centrales au mazout n'apparaît pas comme une solution susceptible de permettre à Énergie NB de réaliser son objectif visant à réduire sa dépendance à l'égard du pétrole. Toutefois, la construction de turbines à gaz alimentées au mazout léger pourrait permettre de satisfaire certains besoins particuliers.

Il existe des turbines de production à gaz de faible puissance (de 10 à 150 MW). Si les investissements exigés par ces turbines sont peu importants, les prix du combustible qu'elles utilisent sont par contre considérables. Il s'agit d'installations destinées à fournir de l'énergie pendant les heures de pointe ou encore de l'énergie de secours qui permet d'augmenter la fiabilité du réseau. On peut les exploiter de façon continue pendant la période de pointe hivernale sans restriction quant à la quantité d'énergie produite. Les générateurs de ce type peuvent être rentables pour satisfaire la demande de pointe annuelle, à condition que leur facteur de puissance ne dépasse pas 20 %.

L'autre avantage des turbines à gaz, c'est qu'il est possible de les installer à des endroits isolés, stratégiques pour le réseau, et qu'elle ne nécessitent pas de personnel d'exploitation permanent. Une bonne coordination de ces sources de production avec les besoins de transmission identifés permettrait d'accroître la fiabilité du réseau et de fournir de l'énergie à certains endroits précis. La tranche de 30 MW prévue pour 1989 à Grand Manan illustre bien l'usage qu'on peut faire de ces turbines. Elle servira en effet à satisfaire les besoins en période de pointe hivernale tout en fournissant de l'énergie de secours pour les Îles de Fundy, actuellement alimentées par câbles sous-marins.

6. Autres sources d'énergie

On a classé ici, dans la catégorie des autres sources d'énergie, les sources privées de petite envergure ainsi que les installations de co-production qui utilisent en partie des énergies renouvelables telles que l'énergie solaire ou éolienne ou encore la biomasse.

Le nombre d'installations de ce type reste très peu élevé en raison des coûts concurrentiels de l'énergie au Nouveau-Brunsvick.

(a) Producteurs d'énergie privés

Les avantages évoqués dans le cas des producteurs privés, au Canada, sont les suivants. Il semble que ces producteurs s'intéressent davantage que les grosses sociétés aux projets de petite envergure faisant appel à des sources d'énergie renouvelables. Ces petites entreprises sont parfois considérées plus efficaces lorsqu'il s'agit d'exploiter ce type d'installations. Énergie NB ne dispose d'aucune preuve à cet égard.

À la différence d'Énergie NB, le producteur indépendant n'est pas tenu d'alimenter les besoins des abonnés. La fiabilité et la régularité de sa production est incertaine, surtout lorsqu'il cherche à récupérer ses investissements très tôt dans le cycle de vie de son installation, par le biais de mesures fiscales incitatives ou de subventions. La planification à long terme risque également d'être incertaine en l'absence de mesures de surveillance visant à déterminer la quantité d'énergie à acheter à ces producteurs et leur échéancier d'approvisionnement, ainsi qu'à assurer qu'ils exploiteront leur entreprise à long terme et de façon aussi fiable que régulière.

Énergie NB accepte d'assumer la responsabilité d'acheter de l'énergie et de la puissance à ces entreprises privées dans la mesure où les prix qu'elles pratiquent sont équivalents aux coûts évités réels de la société. Dans cette perspective, les consommateurs de la province ne se soucieront pas de la provenance de l'énergie qui leur est fournie, à condition que les ententes conclues avec ces entreprises soient à même d'assurer un approvisionnement fiable à long terme.

Énergie NB incite les producteurs privés à utiliser au maximum les techniques de co-production (soit par exemple l'utilisation de la vapeur pour la production de l'électricité et dans les applications industrielles ou directement pour produire de la chaleur). Cette méthode augmente très efficacement la viabilité financière des petites centrales thermiques.

(b) Énergies solaire et éolienne

Par le passé, Énergie NB, à l'instar d'autres compagnies d'électricité, a entrepris des études et des projets pilotes visant à examiner le potentiel des énergies solaire et éolienne. Il ressort de ces études que des installations à grande échelle de ce type ne sont ni envisageables ni rentables pour le Nouveau-Brunswick.

(c) Biomasse

La possibilité d'utiliser de la biomasse pour produire de l'électricité est une question qui a retenu l'intérêt d'Énergie NB au cours des dernières années. Cependant, les coûts de transport élevés et la faible chaleur dégagée par ce combustible ne lui ont pas permis d'envisager de construire de nouvelles centrales de ce type. L'intérêt renouvelé du gouvernement provincial et des offices de commercialisation des produits de bois locaux ont donné lieu à de nouvelles études visant à déterminer s'il était possible d'utiliser des déchets de bois pour produire de l'électricité. Il ressort de ces études que les coûts en capital et les coûts d'exploitation de ce genre de centrales ne sont pas concurrentiels avec ceux impliqués par les grosses tranches alimentées au charbon, même en recourant à la technique de co-production pour produire tant de la chaleur que de l'électricité.

Des projets de ce type devraient être entrepris par l'entreprise privée, qui serait payée pour l'énergie ainsi produite d'après la formule des coûts évités. De cette façon, les abonnés d'Énergie NB ne seraient pas contraints de payer plus cher l'énergie produite par ces sources, ce qui permettrait à la société de remplir la partie de son mandat qui consiste à fournir de l'énergie à des prix concurrentiels. Énergie NB admet que certains projets faisant appel à des ressources renouvelables, telle la centrale aux déchets de bois envisagée à Sussex, offre des perspectives intéressantes d'un point de vue socio-économique dans le secteur de la sylviculture, en plus de fournir de l'énergie. La société est prête à collaborer étroitement avec les ministères concernés pour permettre la réalisation de ce type de projets tout en essayant d'éviter les effets négatifs qui se sont fait sentir dans d'autres secteurs. La direction d'Énergie NB estime que le prix à payer par la société et ses abonnés ne devrait pas excéder les coûts évités réels de cette dernière.

La viabilité de ces projets fera l'objet de plus amples études. Énergie NB procède actuellement à des tests de combustion des déchets de bois conjointement avec la méthode de combustion en lit fluidisé, à sa centrale de Chatham. Les résultats de ces expériences et les prix futurs de la biomasse permettront de décider s'il est envisageable de poursuivre dans cette voie.

C. CONVERSIONS

La vulnérabilité d'Énergie NB aux fluctuations des prix du pétrole s'est révélée préoccupante au cours de la dernière décennie. Bien que l'effondrement de ces prix sur le marché international en 1985-1986 ait atténué temporairement ce problème, leur remontée récente, associée à des projections à long terme, donne à penser qu'ils pourraient atteindre les niveaux précédents au cours des dix prochaines années. Le noeud du problème réside dans le fait que nul ne peut réellement prévoir ce qu'il adviendra des prix du pétrole, dans la mesure où ils sont étroitement liés aux soubresauts économiques et politiques du Moyen-Orient, partie du monde dont l'instabilité ne date pas d'hier.

Énergie NB exploite des centrales au mazout dont la puissance s'élève à 1367 MW au total, ce qui représente plus de 40 % de sa capacité de production totale et environ les deux tiers de sa production d'énergie thermique actuelle. Ce déséquilibre se traduit par une vulnérabilité anormalement forte aux fluctuations du prix du pétrole; il devient difficile, dans un tel contexte, d'assurer la stabilité des tarifs de l'électricité. En conséquence, Énergie NB s'est penchée de très près sur la possibilité de convertir des centrales au mazout pour qu'il soit possible de les alimenter avec d'autres combustibles. Les centrales en cause sont les suivantes:

1. Tranche 1 de Dalhousie - 1 tranche de 100 MW
2. Centrale de Coleson Cove - 3 tranches de 335 MW
3. Centrale de Courtenay Bay - 2 tranches de 100 MW, 1 tranche de 50 MW et 1 tranche de 13 MW

1. Dalhousie 1

La tranche 1 de 100 MW de la centrale de Dalhousie a été choisie pour servir de tranche de démonstration de l'Orimulsion. Cette tranche est actuellement alimentée avec ce bitume émulsifié, à titre expérimental. Les résultats des tests permettront de déterminer la viabilité de ce combustible à long terme pour la chaudière de la tranche 1 de Dalhousie. On pourrait également envisager de convertir cette tranche au charbon, puisque bien qu'à l'origine on ait conçu la chaudière pour qu'elle brûle du mazout, on avait cependant prévu une éventuelle conversion de ce type. Toutefois, il ressort des analyses de coûts relatives à la conversion des tranches actuellement alimentées au mazout que Coleson Cove se révélerait un meilleur choix sur le plan financier.

2. Centrale de Coleson Cove

(a) Conversion au charbon

On a entrepris des études sur la conversion de Coleson Cove au charbon, en 1981, à la suite d'initiatives fédérales présentées dans le cadre du Programme énergétique national. Le projet envisagé à l'origine prévoyait une conversion totale d'au moins une des trois tranches de 335 MW. Un nouveau quai situé dans le port de Musquash, à proximité de la centrale, permettrait d'approvisionner la tranche en charbon provenant de toutes les régions du monde, par transport maritime, ce qui reviendrait à assurer un approvisionnement fiable et stable de combustible. La construction du quai aurait également permis de livrer du combustible à d'éventuelles tranches supplémentaires.

On a examiné la possibilité de convertir chaque tranche, une par une, l'échéancier de conversion dépendant des prévisions relatives aux prix du mazout et du charbon et à la capacité de production nécessaire à l'avenir. À l'origine, on avait seulement envisagé une conversion partielle; toutefois, il est ressorti d'une étude approfondie effectuée en collaboration avec un cabinet d'ingénieurs-conseils danois qu'une conversion totale serait plus souhaitable tant sur les plans techniques et financiers que pour ce qui est de l'exploitation.

Une telle conversion exigerait essentiellement de remplacer les chaudières actuelles et l'équipement connexe. Une fois la conversion effectuée, il serait possible d'alimenter les tranches avec un grand nombre de variétés de charbon importées tout en maintenant la possibilité de les alimenter au mazout au cas où d'éventuels problèmes d'approvisionnement surgiraient à l'avenir.

(b) Conversion à l'Orimulsion

Énergie NB a étudié, au cours des trois dernières années, une autre possibilité de conversion dans le cadre de ses travaux de recherche permanents sur les combustibles de remplacement. Conjointement avec la société, une compagnie vénézuélienne du nom de Intevep a étudié la possibilité d'alimenter les chaudières avec de l'Orimulsion, un combustible composé de bitume émulsifié à l'eau.

Comme nous l'avons mentionné plus tôt, Énergie NB et Intevep ont entrepris des tests de combustion de l'Orimulsion à la tranche 1 de 100 MW de la centrale de Dalhousie. Selon Intevep, ce combustible sera concurrentiel avec le charbon pour ce qui est de son prix et présentera l'avantage d'exiger des coûts de conversion nettement inférieurs à ceux qu'impliquerait une conversion au charbon. Toutefois, sa teneur en soufre est relativement élevée (3,5 à 4 %) si bien qu'il faudra prévoir l'installation d'un dispositif de désulfuration des gaz de combustion. Cependant, une fois cette installation effectuée et si le combustible ne coûte pas plus cher que le charbon, cette solution permettra de réduire de façon rentable le taux d'émissions produites par certaines centrales au mazout.

Compte tenu des résultats des tests de combustion et des implications financières globales de l'utilisation de l'Orimulsion, la conversion d'au moins une tranche de Coleson Cove à ce combustible apparaît comme la solution de conversion la plus souhaitable et entre dans le cadre du programme d'Énergie NB pour la réduction des émissions de SO_2.

3. Centrale de Courtenay Bay

La centrale de Courtenay Bay, située à proximité du parc industriel de Saint-Jean-Est, présente diverses possibilités de conversion. Néanmoins, de par son âge et sa situation au coeur de Saint-John, cette centrale se prête mal à la conversion. Les contraintes d'espace et les problèmes que pose la qualité de l'air de ce bassin atmosphérique constituent des obstacles majeurs. De plus, elle est exploitée de façon limitée, soit essentiellement pendant la période de pointe hivernale. Si la conversion n'apparaît pas comme une solution souhaitable du point de vue financier pour l'instant, il n'en reste pas moins qu'elle reste une possibilité à envisager dans l'avenir. Ainsi, le gaz naturel constituerait un combustible idéal pour cette centrale et réduirait le taux d'émissions atmosphériques, s'il devenait disponible dans la région. En attendant, on pourrait songer à alimenter la centrale avec un combustible à faible teneur en soufre.

D. GESTION DES CHARGES

Depuis quelques années, nombreuses sont les compagnies nord-américaines qui appliquent ou envisagent des mesures visant à gérer les charges en période de pointe. Les principales mesures à cet effet sont les suivantes:

- Mesures incitatives pour modérer la demande aux heures de pointe.
- Tarifs préférentiels selon la période d'utilisation.
- Commande à distance des chauffe-eau électriques.
- Programmes de sensibilisation du public visant à encourager les consommateurs à réduire la demande aux heures de pointe.

La gestion des charges selon l'heure de la journée a pour effet de transférer la demande et la consommation d'énergie d'un moment de la journée à un autre. Compte tenu du mode de production mixte d'Énergie NB, qui produit une grande quantité d'énergie hydro-électrique aux heures de pointe, ce type de transfert présente peu d'intérêt pour la société. Pour cette raison, et parce que les coûts d'installation de nouveaux compteurs et de dispositifs de surveillance des charges seraient très élevés, Énergie NB n'a mis en oeuvre aucun programme de gestion des charges selon l'heure de la journée. On ne s'attend pas à ce que cette situation se modifie à court terme.

Par contre, la vente d'énergie interruptible aux industries et par le biais des interconnexions présente beaucoup plus d'avantages. Énergie NB n'est pas contrainte de fournir de l'énergie de pointe et donc d'utiliser ses réserves pour honorer ce type de contrat de vente puisqu'elle peut interrompre la production pendant une période de temps assez longue en avertissant peu de temps à l'avance. Il ressort des rencontres qui ont eu lieu avec des représentants de l'industrie que des tarifs incitatifs permettraient de réduire les charges aux heures de pointe. Ces ventes d'énergie interruptible ne sont pas envisageables dans le cas des particuliers ou des entreprises commerciales.

La quantité d'énergie récupérée grâce aux mesures de gestion des charges qu'Énergie NB pourrait utiliser est limitée par la nature même de la capacité de production hydro-électrique restreinte aux heures de pointe. Selon les études réalisées à ce jour, il semble que le maximum d'énergie utilisable s'élèverait à 100 MW. En supposant que l'industrie du Nouveau-Brunsvick puisse fournir une telle quanité d'énergie, cela aurait simplement pour effet de repousser d'un an les besoins d'énergie prévus pour la fin des années 1990.

E. QUESTIONS RELATIVES À L'ENVIRONNEMENT

Le gouvernement du Nouveau-Brunsvick et le gouvernement fédéral ont établi des normes et émis des règlements relativement à la construction et à l'exploitation des centrales thermiques. La réglementation vise surtout le rejet des émissions atmosphériques et des effluents.

Comme nous l'avons mentionné dans la section III.E., c'est à la phase de conception technique des projets que l'on prend les mesures voulues pour respecter les différents règlements et normes, exception faite du seuil de 130 000 tonnes d'émissions de SO_2 qui doit être atteint en 1994. En fait, cette dernière contrainte touche le réseau dans son ensemble, et il convient d'en tenir compte dans le choix des solutions d'expansion.

À l'heure actuelle, les émissions de SO_2 proviennent à part sensiblement égale des tranches alimentées au charbon du Nouveau-Brunswick et au mazout. Indépendamment des solutions d'expansion du réseau choisies, ceci restera vrai en 1994 à moins que des mesures particulières de limitation des émissions produites par ces sources ne soient prises entre temps. Le document intitulé "Programme de limitation des émissions de dioxyde de soufre-Énergie NB - 1989 à 2000" précise les solutions qui seront appliquées par Énergie NB pour respecter la norme établie.

Ce programme se fonde sur les trois lignes directrices indiquées ci-dessous:

- Il est nécessaire de trouver des moyens satisfaisants de limiter les émissions de SO_2 provenant de la combustion du charbon du Nouveau-Brunswick. Les techniques les plus efficaces et les coûts qu'elles entraîneront ne sont pas encore complètement déterminés, mais ces moyens devront être mis en oeuvre en 1994.

- Les centrales au mazout constituent la deuxième source d'émissions de SO_2 à laquelle il convient de s'attaquer. On pourrait, pour ce faire, alimenter ces centrales avec du mazout à faible teneur en soufre, installer des dispositifs de désulfuration des gaz de combustion ou réduire leur taux d'exploitation.

- Les nouvelles centrales projetées devront être alimentées avec des combustibles à faible teneur en soufre de façon à ne produire qu'un minimum d'émissions atmosphériques.

Énergie NB continue à tenir le gouvernement provincial au courant des implications et des coûts de la limitation des émissions de SO_2. De plus, la société cherchera à realiser tous les objectifs écologiques existants dans le cadre de son mandat et des règlements en vigueur.

F. SOMMAIRE DES SOLUTIONS ENVISAGÉES

Le tableau IV-1 présente un sommaire comparatif des principales solutions envisagées dans les paragraphes qui précèdent. Les données permettent de comparer le taux d'exploitation des centrales, les coûts du cycle de vie normalisés et les projections relatives aux emplois issus tant de la construction que de l'exploitation des centrales, pour chacune d'entre elles.

On obtiendra le coût par emploi de chacune des centrales projetées en divisant les coûts indiqués au tableau IV-1 par le nombre d'emplois pertinent.

TABLEAU IV-1
SOMMAIRE DES POSSIBILITÉS DE PRODUCTION

Projet	Puissance (MW)	Coûts projet (M$ 1988)	Durée de vie (an.)	Facteur de charge (%)	Coût normalisé (cent/KWh) 1988	Emplois Constr. (pers. /an)	Emplois Exploit. (Nbre emplois)
Tranche au charbon (450 MW)	450	640	30	80	6	2 690	135
Point Lepreau Tranche 2	450	1 050	30	80	6	6 200	300
Achat HQ Long terme	--	--	20	75	7	0	0
Grand Falls/ Morrell (Hydro-él.)	440	670	80	28	8	7 560	10
Grand Lake Charbon avec DGC	200	440	30	80	9	2 340	112
Turbine à gaz	30	18	25	80	9	13	1
Centrale Déchets de bois	25	61	20	80	10	292	27

V. PLAN DE DÉVELOPPEMENT DU PARC DE PRODUCTION

Après avoir considéré les différentes solutions envisagées, Énergie NB a établi un plan d'expansion suffisamment flexible pour satisfaire les besoins de production prévus tout en maintenant la stabilité des coûts de l'énergie. Ce plan d'expansion résulte de la nécessité de faire face à la demande croissante d'énergie au sein de la province et de maximiser la production mixte du réseau. Il prévoit des projets d'expansion qu'Énergie NB est capable de réaliser par ses propres moyens pour satisfaire les consommateurs de la province tout en respectant les contraintes écologiques actuelles. Il est en outre assez flexible pour permettre à la société de s'adapter aux changements susceptibles de survenir en raison de contraintes techniques, de la limitation des émissions de SO_2 et des possibilités d'exportation.

Il se présente comme suit:

- Conversion d'une tranche de Coleson Cove à l'Orimulsion, associée à l'installation d'un dispositif de désulfuration des gaz de combustion. Les études écologiques et techniques sont en cours. Date de mise en service prévue: 1991.

- Implantation d'une tranche de 450 MW, alimentée avec du charbon à faible teneur en soufre. Date de mise en service: 1993.

- Implantation d'une tranche au charbon de 150 à 200 MW à Grand Lake, équipée d'un dispositif de désulfuration. Date de mise en service: 1994.

- Conversion de la tranche 2 de la centrale de Dalhousie actuellement alimentée en charbon du Nouveau-Brunswick pour qu'elle puisse brûler du charbon importé à faible teneur en soufre d'ici 1994.

- Construction d'une nouvelle centrale prévue pour 1997 ou 1998. Il pourra s'agir d'une deuxième tranche de 450 MW au charbon ou encore d'une centrale nucléaire, selon les avantages financiers que présente chaque solution ainsi que la date de mise en service voulue.

- Maintien de la production de charbon du Nouveau-Brunswick à un maximum de 500 000 tonnes par an.

- Augmentation des exportations annuelles de 4 000 GW.h en 1994 à 5 000 GW.h d'ici l'an 2000.

La conversion à l'Orimulsion de la tranche de Coleson Cove est un des éléments majeurs de ce programme, qui implique la mise au point d'une nouvelle technologie en matière de combustible. Elle pourrait permettre une réduction significative des émissions de SO_2. La mise en oeuvre de cette conversion dépend des résultats des tests de combustion en cours à Dalhousie, des ententes prises avec le fournisseur de combustible et des mesures de conversion

nécessaires, tant du point de vue technique que financier. Les résultats des tests de combustion obtenus à ce jour sont encourageants, et les négociations relatives à l'approvisionnement en combustible et à sa livraison sont en cours. S'il s'avérait que la conversion à l'Orimulsion de la tranche de Coleson Cove était irréalisable, on pourrait envisager plusieurs autres méthodes de limitation des émissions de SO_2. Voir à ce sujet le document intitulé "Programme de limitation des émissions de dioxyde de soufre - Énergie NB - 1989 à 2000".

Le plan de développement d'Énergie NB doit continuer à comporter des efforts dans le secteur des exportations. Le plan présenté ci-dessus comporte des prévisions relatives à la quantité d'énergie interruptible qu'elle peut raisonnablement envisager de vendre mais n'évoque pas la possibilité de ventes en participation autres que celles de Point Lepreau, qui font l'objet d'un contrat en vigueur à l'heure actuelle. Toutefois, il est suffisamment flexible pour tenir compte de tous les besoins projetés relativement à l'Île-du-Prince-Édouard, si cette dernière souhaitait renouveler son contrat actuel, qui expire en 1994.

La vente en participation d'une partie de la centrale nucléaire de Pointe Lepreau (tranche 1) ainsi que les ventes en participation prévues pour les nouvelles tranches au charbon permettraient de réaliser des économies sur les coûts de production ainsi que de profiter des avantages connexes relativement à la fiabilité du réseau et au partage des risques. Si Énergie NB réussit à négocier les ventes de puissance et d'énergie garanties de 600 MW à la Nouvelle-Angleterre, il faudra avancer l'aménagement de certaines sources de production. Le plan d'expansion prévoit la possibilité de satisfaire ces besoins en rapprochant à 1994 la construction d'une nouvelle tranche de 450 MW, ce qui lui permettrait de réaliser de plus amples économies en construisant deux tranches identiques, immédiatement l'une après l'autre. Le reste du plan d'expansion demeurerait inchangé, exception faite de l'éventuelle construction d'une seconde interconnection de 345 KV avec la Nouvelle-Angleterre.